

AVALIAÇÃO DOS REQUISITOS DE FLEXIBILIDADE OPERATIVA NO SIN

OUTUBRO DE 2024

Operador Nacional do Sistema Elétrico

Rua Júlio do Carmo, 251 - Cidade Nova

20211-160 – Rio de Janeiro – RJ

Tel (+21) 3444-9400 Fax (+21) 3444-9444

© 2024/ONS

Todos os direitos reservados.

Qualquer alteração é proibida sem autorização.

NT-ONS DPL 0111/2024

AVALIAÇÃO DOS REQUISITOS DE FLEXIBILIDADE OPERATIVA NO SIN

OUTUBRO DE 2024

Sumário

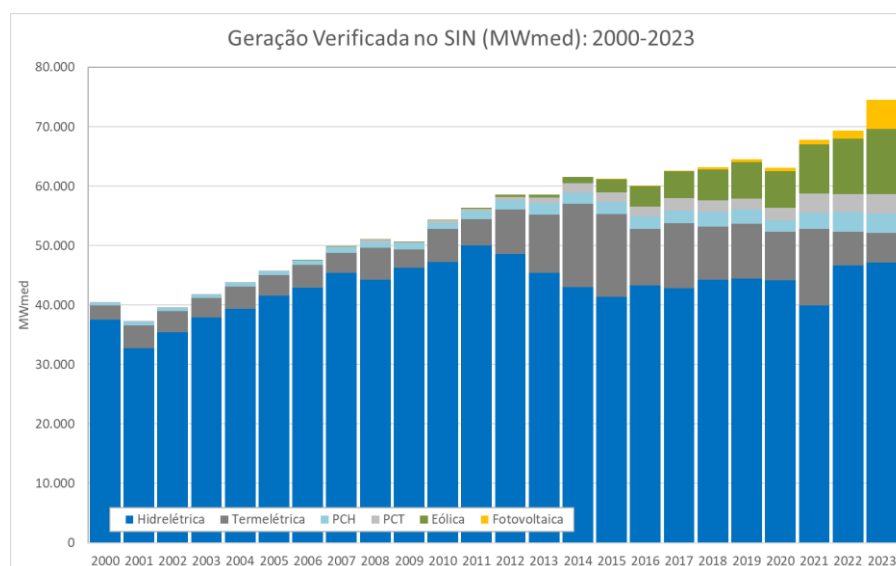
1	Introdução e Objetivo	4
2	Contextualização	7
2.1	Demanda Atendida por Recursos Despacháveis	7
2.2	Amplitude Diária	8
2.3	Rampas de Variação Horária	9
3	Evolução histórica – Período de 2018 a 2024	11
3.1	Amplitude Diária da Geração Hidrelétrica	11
3.2	Variações Horárias da Geração dos Recursos Despacháveis	14
3.3	Rampas de Tomada de Carga (Rampas Positivas)	19
4	Tendência para os Próximos Anos – Horizonte 2025 a 2028	22
4.1	Amplitude Diária da Geração Hidrelétrica	23
5	Conclusões	28

1 Introdução e Objetivo

A crescente participação de fontes intermitentes, eólica e fotovoltaica, no parque gerador do Sistema Interligado Nacional – SIN, assim como a expansão da Mini e Micro Geração Distribuída – MMGD, sendo em quase sua totalidade disponibilizada a partir da fonte fotovoltaica, tem exigido cada vez mais, principalmente do parque hidrelétrico, que apresenta maior controlabilidade do despacho e capacidade de regulação de potência, flexibilidade operativa para compensar os potenciais desequilíbrios instantâneos entre a geração intermitente e a carga.

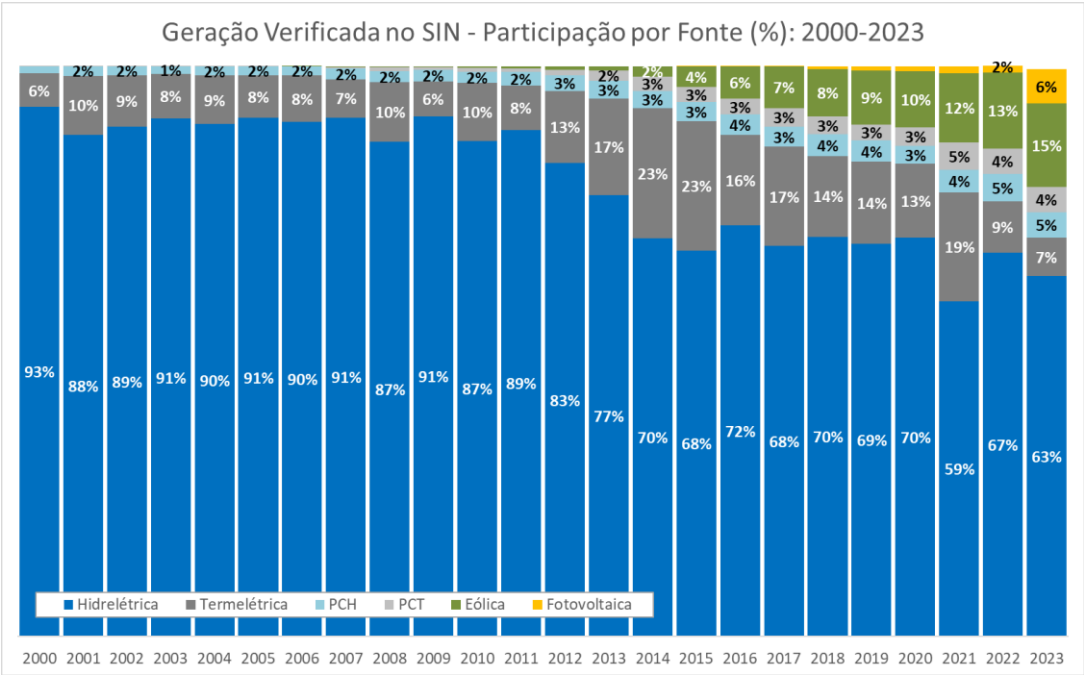
Para ilustrar a crescente participação das fontes eólica e fotovoltaica no atendimento à carga do SIN, a Figura 1.1 a seguir mostra, para o período de 2000 a 2023, a evolução da geração verificada total, agregada no SIN e em média anual, dos recursos hidrelétricos, termelétricos, eólicos e fotovoltaicos, sendo os dois primeiros recursos discriminados em montantes referentes às usinas despachadas e não despachadas centralizadamente pelo ONS. Cabe ressaltar que o gráfico se refere somente aos recursos de geração supervisionados pelo ONS, não constando a MMGD.

Figura 1.1 – Geração verificada no SIN, por fonte – Período de 2000 a 2023



Em seguida, a Figura 1.2 mostra a mesma geração, porém em percentual de participação no montante total gerado anualmente.

Figura 1.2 - Geração verificada no SIN, por fonte – Período de 2000 a 2023



Observa-se na Figura 1.1, que a partir de 2016, a geração das fontes hidrelétrica e termelétrica, somadas, vem se mantendo em um mesmo patamar, sendo a fonte termelétrica complementar à hidrelétrica e, portanto, gerando mais em períodos de condições hidrológicas mais deterioradas, como no ano de 2021.

Isso tem se dado pelo crescimento da carga estar sendo atendido pela expansão das fontes, principalmente, eólica e fotovoltaica. E, como reflexo, podemos ver na Figura 1.2, a participação das fontes hidrelétrica e termelétrica, somadas, reduzir de 88% em 2016 para 70% em 2023, somente considerando as fontes supervisionadas pelo ONS, enquanto as fontes eólica e fotovoltaica aumentaram sua participação, somadas, de menos de 7% em 2016 para 21% em 2023.

Em função da forte dependência da disponibilidade de geração das fontes eólica e solar em relação à disponibilidade instantânea dos recursos naturais, no caso vento e radiação solar, associada à elevada inércia dessas fontes em relação às variações de requisito de demanda do sistema, a maior participação dessas fontes no atendimento à carga, conduz às demais fontes, termelétrica e, principalmente,

hidrelétrica, que conferem ao sistema maior despachabilidade e maior resposta às variações de frequência, esforço crescente de prover flexibilidade operativa.

A flexibilidade operativa pode ser entendida como a capacidade de um determinado recurso em compensar potenciais desequilíbrios de curto prazo entre a geração e a carga, excursionando a entrega de potência do zero, ou sua potência mínima, até a potência máxima com o mínimo de restrições possíveis.

O objetivo deste relatório é ilustrar, através da análise de dados verificados no horizonte de 2018 a 2024, assim como da prospecção para o horizonte de 2025 a 2028, baseada nos dados do PEN 2024 (horizonte 2024-2028), a flexibilidade operativa provida principalmente pela geração hidrelétrica, procurando apresentar os principais impactos nas usinas hidrelétricas e as principais condições operativas que afetam a capacidade das usinas de proverem a flexibilidade operativa.

2 Contextualização

Antes de se avaliar a evolução verificada e projetada da flexibilidade operativa exigida das fontes termelétrica e hidrelétrica, a partir da maior penetração das fontes eólica e solar, convém definir alguns parâmetros e medidas que foram usados na análise, visando facilitar o entendimento.

2.1 Demanda Atendida por Recursos Despacháveis

Os recursos hidrelétricos e termelétricos centralizados são aqueles sobre os quais o operador tem uma previsibilidade maior quanto à sua disponibilidade de geração a curtíssimo prazo, assim como permitem maior controlabilidade de sua geração nas etapas de programação diária e operação em tempo real.

Essa previsibilidade e controlabilidade dos recursos hidrelétricos e termelétricos conferem maior despachabilidade a tais recursos. É nesse contexto que, na etapa de Programação Diária, sendo definida a demanda semi-horária a ser atendida para o dia seguinte, seu atendimento é definido inicialmente a partir de previsões da disponibilidade dos recursos de geração eólica e fotovoltaica, assim como da MMGD, sendo essa disponibilidade considerada plena no atendimento desde que, no fechamento do atendimento, não venha causar sobreoferta, mesmo nas condições de minimização dos demais recursos.

Esse mesmo procedimento, de consideração plena de uma disponibilidade previamente informada, é realizado para a consideração dos montantes de centrais hidrelétricas e termelétricas não despachadas centralizadamente, que nesse documento serão chamadas de PCH e PCT, respectivamente.

Em seguida, aloca-se no atendimento, a parcela inflexível da geração térmica despachada centralizadamente. Definida essa parcela do atendimento que pode ser considerada compulsória, desde que não impacte a segurança elétrica do sistema, o fechamento do balanço de demanda para as 48 meias horas para o dia seguinte é definido buscando-se o melhor uso dos recursos hidrelétricos, considerando este como um valor mínimo também a ser utilizado em função de restrições de geração e ou de defluência impostas à operação, e termelétricos flexíveis.

Sendo feita essa breve e simples descrição da consideração das disponibilidades dos recursos de geração na etapa de Programação Diária do ONS, define-se aqui um parâmetro, a Demanda Atendida por Recursos Despacháveis, como a parcela da demanda que é atendida pelas gerações hidrelétricas e termelétricas.

Essa definição é importante principalmente no item onde se abordará a projeção do atendimento horário à demanda, já que a projeção da utilização dos recursos despacháveis se deu subtraindo-se as disponibilidades projetadas para as fontes eólica e fotovoltaica e da MMGD, da demanda total projetada.

2.2 Amplitude Diária

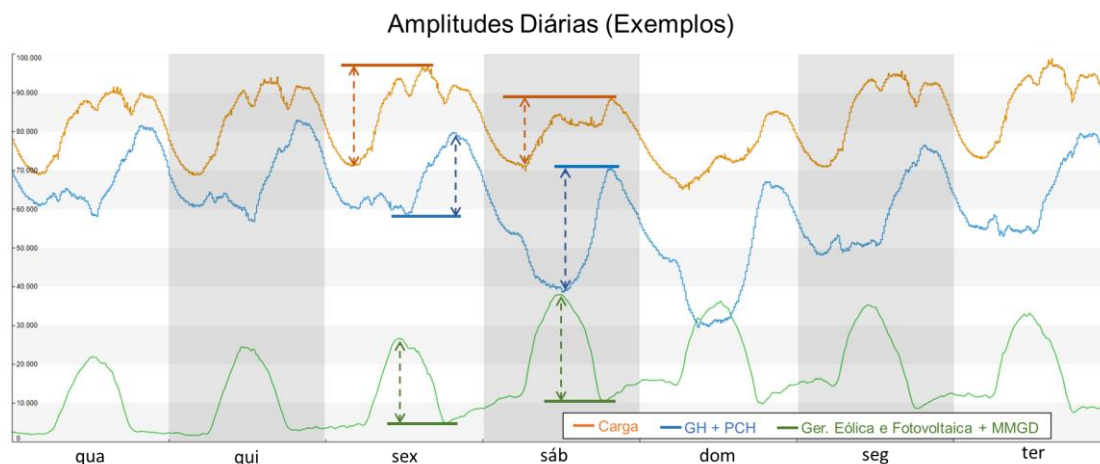
Uma primeira medida definida para análise é a amplitude diária, que pode ser entendida como a diferença entre os valores máximo e mínimo atingidos por um determinado parâmetro ao longo de um dia.

Tendo como premissa que os principais parâmetros envolvidos no atendimento à demanda a ser provida por recursos despacháveis, ao longo do dia, apresentam comportamento cíclico diário bem definido, como a geração fotovoltaica e a MMGD, que são os exemplos mais característicos; a própria demanda, que reflete um comportamento dos meios de produção, de serviços e da própria sociedade; e a geração eólica, essa com comportamento cíclico menos bem caracterizado, define-se que a geração necessária para o fechamento do balanço assumirá também um comportamento cíclico diário, podendo assumir perfis mais distintos entre dias úteis, finais de semana e feriados, em função do comportamento diferenciado da demanda nesses dias.

Nesse contexto, a amplitude diária verificada das gerações hidrelétrica e termelétrica, somadas, apesar de ainda ser uma informação incompleta, já se apresenta como uma primeira medida no sentido de se entender como o requisito de flexibilidade operativa vem sendo cada vez mais exigido dessas fontes, por mostrar a cada dia a faixa de potência pela qual estes recursos somados tiveram que excursionar para regular o desequilíbrio entre demanda e geração das fontes intermitentes.

De forma somente ilustrativa da medida aqui definida, a Figura 2.1 mostra para um período qualquer de dias seguidos, a amplitude diária dos principais recursos envolvidos no atendimento à demanda instantânea.

Figura 2.1 - Exemplos de amplitude diária da demanda e principais recursos de geração



2.3 Rampas de Variação Horária

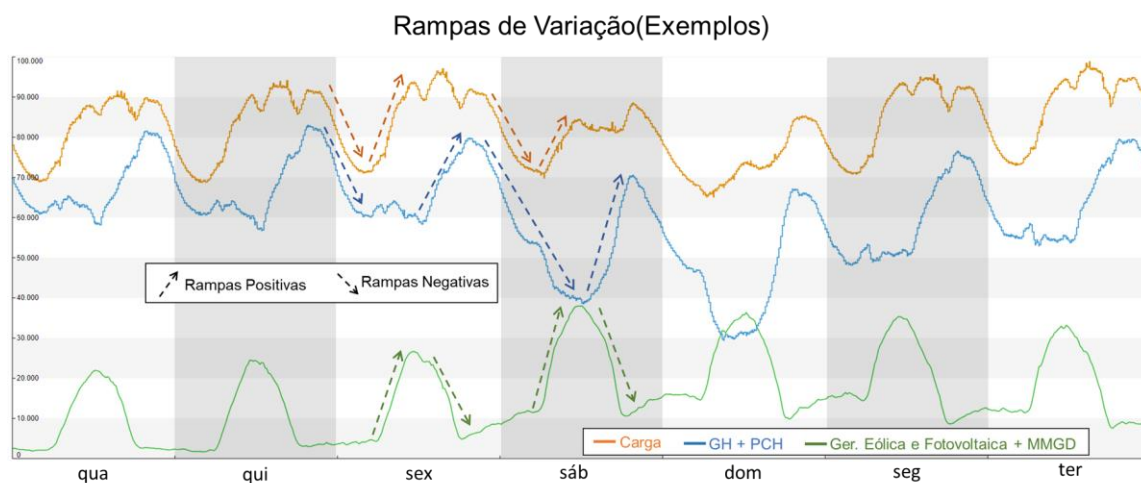
Uma medida mais efetiva que reflete a flexibilidade operativa é a variação horária de geração dos recursos que atendem os desequilíbrios entre demanda e a geração das fontes intermitentes. Espera-se que com a maior participação dos recursos intermitentes, principalmente a fotovoltaica centralizada e a MMGD, a evolução das variações horárias da geração hidrelétrica seja crescente ao longo do tempo.

Além disso, é importante avaliarmos os períodos em que as variações de geração de mesmo sentido, positivo ou negativo, ocorrem seguidamente. São as chamadas rampas de variação.

A capacidade de variação horária na geração de uma usina hidrelétrica é fortemente impactada não só pelas características do conjunto turbina-gerador, mas também pelos condicionantes referentes à operação hidráulica, como as variações de nível de armazenamento a montante e jusante, e as variações de defluência. Tais condicionantes, em geral, se devem ao atendimento ao uso múltiplo da água e a requisitos ambientais, de preservação da ictiofauna e dos leitos dos rios.

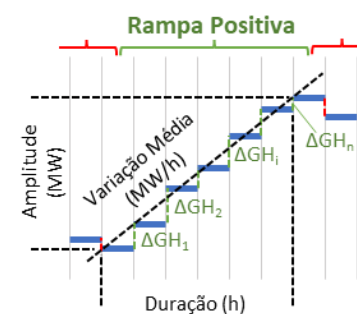
De forma somente ilustrativa da medida aqui definida, a Figura 2.2 mostra para um período qualquer de dias seguidos, rampas de variação dos principais recursos envolvidos no atendimento à demanda instantânea.

Figura 2.2 - Exemplos de rampas horárias da demanda e dos recursos de geração



As rampas nesse documento serão obtidas a partir da agregação de variações horárias que apresentarem o mesmo sentido, negativo ou positivo. Desta forma, pode-se caracterizar sua amplitude como o somatório de todas as variações horárias, em MW, que a integram, e sua duração como o total de horas consideradas na rampa. Além disso, a variação média da rampa será dada pela razão entre a amplitude e a duração. A Figura 2.3 ilustra os conceitos definidos acima.

Figura 2.3 - Conceito de amplitude e duração de uma rampa



Duração: n (horas)

$$\text{Amplitude: } \sum_{i=1}^n \Delta GH_i$$

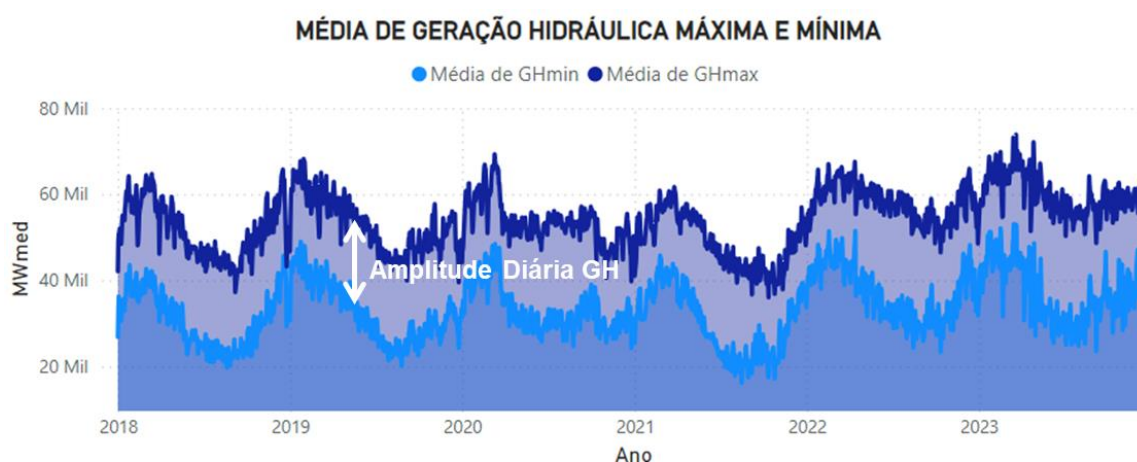
$$\text{Variação Média: } \frac{\text{Amplitude (MW)}}{\text{Duração (h)}}$$

3 Evolução histórica – Período de 2018 a 2024

3.1 Amplitude Diária da Geração Hidrelétrica

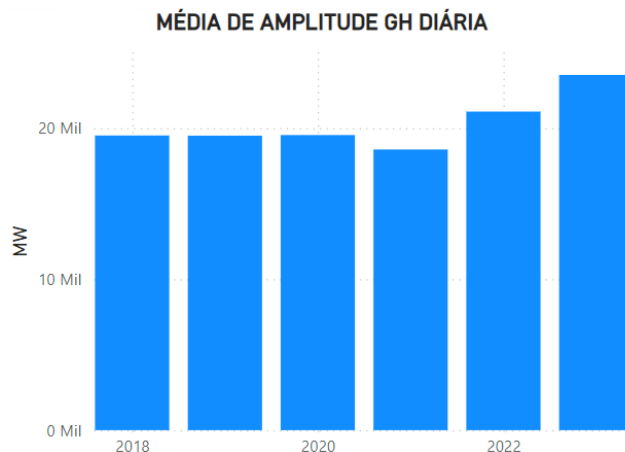
A Figura 3.1 ilustra a evolução diária da geração hidrelétrica verificada no SIN, para o horizonte de 2018 a 2023, mostrando os valores máximos e mínimos atingidos diariamente.

Figura 3.1 - Evolução dos máximos e mínimos diários de geração hidrelétrica no SIN



Pela diferença entre as duas curvas pode-se obter a amplitude diária atingida pela geração hidrelétrica ao longo desse horizonte. Vale lembrar que a amplitude diária mostra a faixa operativa pela qual a geração hidrelétrica teve que excursionar ao longo do dia para atender o desequilíbrio entre a demanda e a geração das demais fontes. A Figura 3.2 ilustra a média anual das amplitudes diárias obtidas.

Figura 3.2 - Média anual das amplitudes diárias de geração hidrelétrica no SIN.2 – Média anual das amplitudes diárias de geração hidrelétrica no SIN



Observa-se elevação expressiva na média das amplitudes diárias de geração hidrelétrica nos anos de 2022 e 2023. Nesse contexto, alguns comentários podem ser feitos:

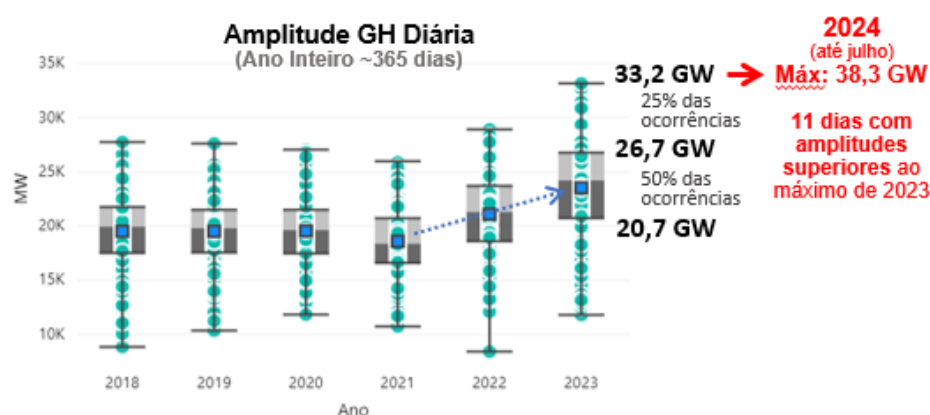
- Esse período é coincidente com um maior aumento na participação dos recursos fotovoltaicos, centralizado e distribuído, que apresentam amplitudes diárias bem caracterizadas e elevadas em relação à média de energia gerada;
- Esses últimos anos coincidiram também com uma melhora nas condições hidroenergéticas no SIN que, por sua vez conduzem a dois aspectos correlatos: a maior disponibilidade de geração hidrelétrica e o menor uso de geração termelétrica. Esse último aspecto aumenta a participação das hidrelétricas no atendimento ao desequilíbrio entre demanda e fontes intermitentes e suas variações instantâneas, enquanto o primeiro permite o maior uso desse recurso.

Além disso, nota-se no período anterior a 2021 pouca variação entre as médias das amplitudes de geração hidrelétrica, mesmo sendo um período caracterizado pelo avanço da fonte eólica na participação da matriz. Em 2021, a diminuição da média pode ser atribuída ao menor uso das hidrelétricas, visando preservação dos armazenamentos nos reservatórios, em função da crise hídrica observada no final de 2020 até o final de 2021.

Visando apresentar um quadro mais amplo da evolução das amplitudes diárias da geração hidrelétrica a partir de 2018, a Figura 3.3 mostra a distribuição destas

amplitudes em “boxplots” anuais, a partir dos quais pode-se observar não só a evolução da média, como já visto anteriormente, mas também dos quartis da distribuição. Além disso, faz-se uma composição visual com alguns valores de amplitude já ocorridos até julho de 2024, de forma a agregar informações do ano em curso.

Figura 3.3 - Distribuição das amplitudes diárias de geração hidrelétrica no SIN



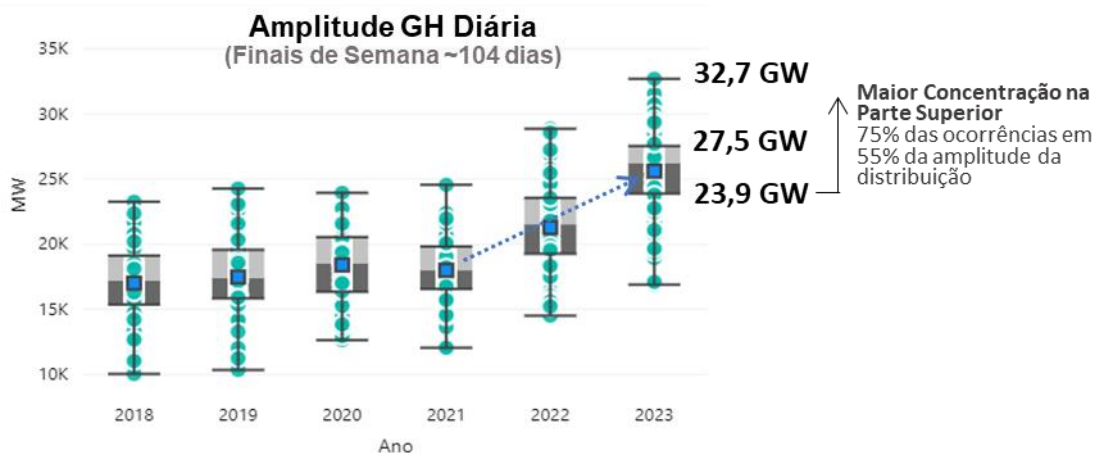
Observa-se que desde 2022 a distribuição a partir do primeiro quartil vem se elevando, indicando a ocorrência, de forma consistente, de amplitudes cada vez maiores, ou seja, a geração hidráulica tendo que excursionar ao longo do dia por faixas operativas cada vez maiores.

Enquanto até 2021, 75% das amplitudes diárias observadas eram inferiores a 21,7 GW, em 2023, 75% das ocorrências foram superiores a 20,7 GW. Da mesma forma, as amplitudes máximas observadas até 2021 foram inferiores a 27,8 GW e em 2023, 25% das ocorrências foram superiores a 26,7 GW com a amplitude máxima em torno de 33,2 GW.

Além disso, foi possível observar, em contagem feita separadamente, que até julho de 2024 a geração hidrelétrica já tinha excursionado por faixas superiores ao máximo de 2023, atingindo a amplitude máxima de 38,3 GW.

De forma a complementar a análise, a Figura 3.4 faz a mesma análise, porém considerando somente os sábados e domingos.

Figura 3.4 - Distribuição das amplitudes diárias de geração hidrelétrica em finais de semana



Ao se considerar somente os finais de semana, nota-se que 75% das amplitudes de geração hidrelétrica são superiores a 23,9 GW, sendo que este valor equivale a 55% da amplitude da distribuição, mostrando uma maior concentração na metade superior da distribuição.

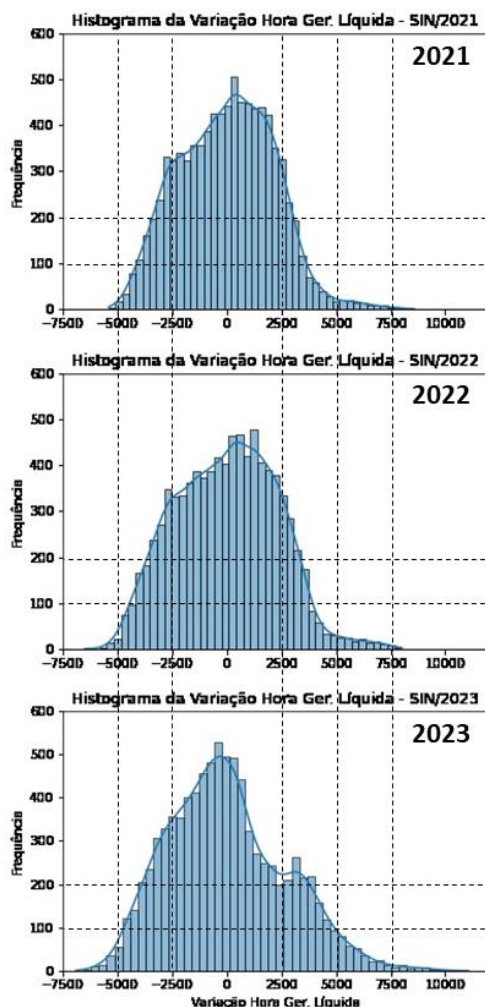
A ocorrência de amplitudes elevadas nos finais de semana se dá em função da necessidade de minimização da geração hidrelétrica nas madrugadas, em função da carga reduzida, porém, tendo que atingir valores elevados ao final do dia, devido à demanda mais elevada e redução da geração fotovoltaica.

3.2 Variações Horárias da Geração dos Recursos Despacháveis

Ressalta-se aqui, em conformidade com o que já foi definido no item 2.1 desse documento, que a geração dos recursos despacháveis se refere à geração agregada das usinas hidrelétricas e termelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS. Ou seja, essa parcela da geração pode ser entendida como a demanda global abatida da geração das fontes PCH, PCT, eólica e fotovoltaica, assim como da MMGD.

A Figura 3.5 apresenta, através de histogramas, a distribuição das variações horárias verificadas para a geração dos recursos despacháveis para os anos de 2021, 2022 e 2023.

Figura 3.5 - Distribuição das variações horárias da geração dos recursos despacháveis



Observa-se que os gráficos incluem variações horárias tanto negativas, quando a geração verificada em determinada hora é inferior à observada na hora anterior, quanto positivas, quando a geração da hora anterior é inferior. Nesse contexto, nota-se que as distribuições apresentam os valores mais frequentes, valores em torno da moda, próximos de zero

Porém, nota-se que as distribuições, a cada ano, tendem a ficar menos concentradas, onde a base vai atingindo valores cada vez maiores, em termos absolutos. Ou seja, a cada ano, as variações horárias, tanto negativas, mas em especial as positivas, vão ficando maiores.

Na porção negativa das distribuições, vê-se um aumento na frequência tanto de variações entre -2.500 e -5.000 MW quanto entre -5.000 MW e -7.500 MW, faixa esta para a qual praticamente não se observa variação em 2021.

A mesma análise pode ser feita para a faixa positiva da distribuição, onde as variações horárias entre 2.500 e 5.000 MW, e entre 5.000 e 7.500 MW, vem se tornando mais frequentes. O mesmo acontece com as variações superiores a 7.500 MW, que em 2021, pouco foram observadas.

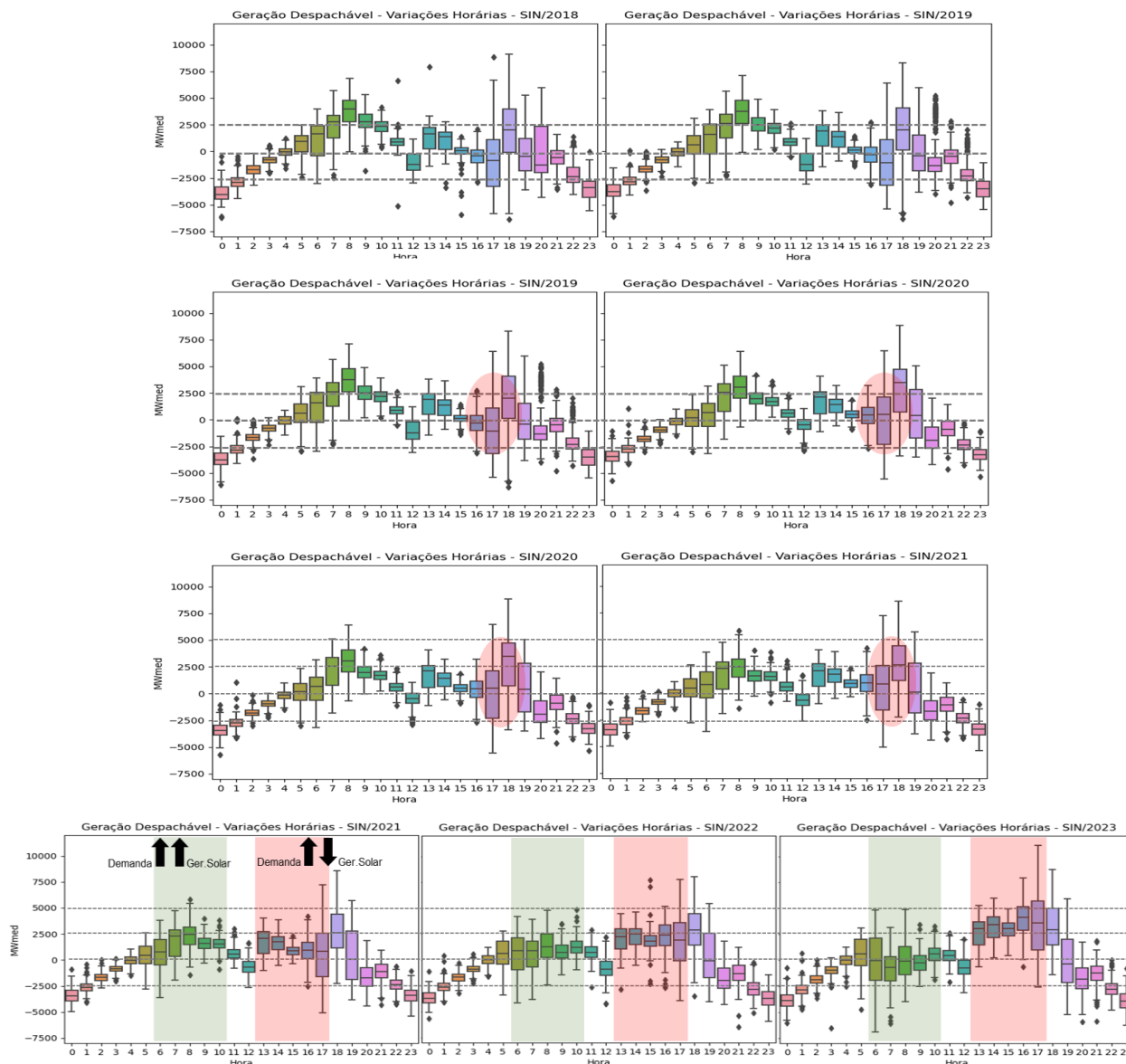
Aqui vale a ressalva que apesar da análise refletir o desempenho das gerações hidrelétricas e termelétricas de forma agregada, sabe-se que as variações instantâneas são predominantemente atendidas pela geração hidrelétrica.

Com isso, nota-se a crescente necessidade das gerações despacháveis atenderem variações horárias elevadas para suportar o desequilíbrio ao longo do dia entre o perfil da demanda e o perfil de disponibilidade dos recursos intermitentes, lastreados nas energias eólica e solar.

Aprofundando mais a análise, pode-se obter a distribuição das variações horárias dos recursos despacháveis ao longo dos anos, porém discriminando pela hora do dia. Em outras palavras, em cada ano considerado no horizonte, pode-se elaborar, para cada uma das 24 horas do dia, uma distribuição das variações horárias da geração dos recursos despacháveis.

A Figura 3.6 mostra essas distribuições e, visando facilitar a análise, os anos considerados foram comparados de dois em dois até 2021, sendo os anos 2021 a 2023 comparados conjuntamente.

Figura 3.6 - Distribuição das variações horárias, discriminadas pela hora do dia



O primeiro conjunto de gráficos compara os anos de 2018 e 2019, período em que ainda não havia uma participação tão expressiva dos recursos lastreados na energia solar. Nota-se que não há evidências de uma mudança de comportamento nas variações horárias ao longo do dia, sendo as variações mais elevadas ocorrendo nos horários de demanda mais elevada.

Ao se comparar os anos de 2019 e 2020, período em que começam a ser notados impactos no atendimento em relação os recursos fotovoltaicos, mas ainda muito

reduzidos, pouca alteração no perfil das variações horárias é observada. Em torno das horas 17 e 18, houve um deslocamento da concentração das variações em cerca de 1.500 MW para cima, o que pode ser o início da influência da redução da disponibilidade dos recursos fotovoltaicos, mas ainda inconclusivo.

Ao avançarmos para 2020 e 2021, nota-se também a manutenção dos perfis de variação horária. Em relação as horas 17 e 18, para as quais se observou anteriormente um pequeno deslocamento na concentração das variações horárias, esse deslocamento não se repetiu, mantendo a inconclusividade da análise. Vale ressaltar que a mudança de política do uso das usinas hidrelétricas em 2021, em função da crise hídrica, pode ter influenciado na análise descrita acima.

Porém, ao analisarmos em conjunto os anos de 2021 a 2023, período em que já se observa uma participação maior dos recursos fotovoltaicos, é possível observar uma mudança no perfil das distribuições de variações horárias.

Nota-se que no período entre as horas 6 e 10 há um deslocamento da concentração das variações horárias em torno de -1 GW por ano, ou seja, as variações horárias nessa faixa horária estão ficando menores ao longo do tempo. Em alguns desses horários, as variações horárias estão tendendo a zero e até mesmo se tornando variações negativas com amplitudes maiores.

Por sua vez, no período entre as horas 13 e 17, as variações horárias vêm apresentando um deslocamento em torno de 1 a 1,5 GW. Ou seja, as variações horárias que, em geral são positivas neste período, estão se tornando maiores ao longo do tempo.

Esse comportamento distinto nos diferentes períodos do dia se deve à flutuação dos dois principais parâmetros que tem influenciado no desequilíbrio atendido pela geração despachável: a própria demanda e a disponibilidade de geração solar.

No primeiro período, da hora 6 a hora 10, em geral a demanda está em elevação, assim como a geração solar, ou seja, requisito e recurso variando na mesma direção. Então, com a participação crescente da geração solar, e consequentemente, variações horárias positivas mais elevadas desse recurso, a tendência é que as variações horárias de quem está fechando o balanço sejam menores, se positivas, ou maiores, se negativas.

Por sua vez, no segundo período, da hora 13 a hora 17, em geral, a demanda está mantendo o patamar ou se elevando mais para o final desse período, e a geração solar reduzindo expressivamente. Ou seja, o requisito em elevação e o recurso em forte redução. Então, com a participação crescente da geração solar, e consequentemente, variações horárias negativas crescentes desse recurso, a

tendência é que as variações horárias de quem está fechando o balanço sejam cada vez maiores ao longo do tempo.

3.3 Rampas de Tomada de Carga (Rampas Positivas)

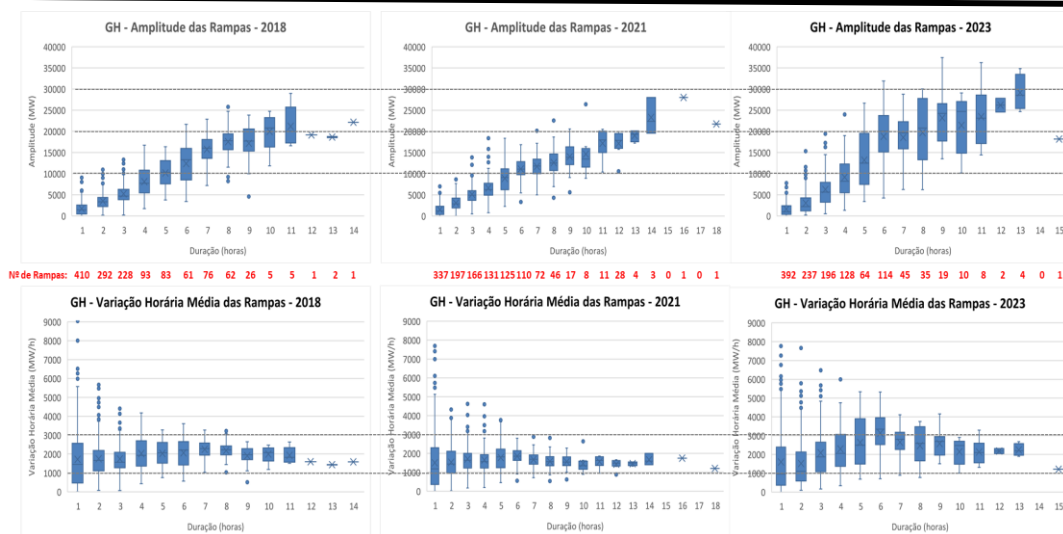
A análise das variações horárias, de forma isolada, indicou um expressivo aumento na variação da geração despachável, formada pelas usinas hidrelétricas e termelétricas, em intervalos de uma hora. Aumento esse que pôde ser observado conforme a maior participação da fonte fotovoltaica e da MMGD.

Porém, além da análise das variações horárias, de forma isolada, faz-se necessário avaliar a evolução das rampas de geração, ou seja, seguindo o conceito já definido no item 2.3, períodos em que as variações horárias ocorrem sucessivamente em um mesmo sentido, crescente ou decrescente.

A ocorrência de rampas prolongadas de geração, além de demandar maior esforço de coordenação do despacho das unidades geradoras, exige um maior número de unidades geradoras envolvidas no atendimento, podendo conduzir a variações rápidas nas defluências praticadas pelas usinas hidrelétricas e, consequentemente, devem ser programadas de forma a atender também aos condicionantes de uso múltiplo da água e às exigências ambientais impostas às usinas.

A Figura 3.7 mostra a evolução das rampas de tomada de carga, ou seja, de variações positivas da geração hidrelétrica no SIN, comparando-se a distribuição das ocorrências de rampa nos anos de 2018, 2021 e 2023. Para isso, constroem-se distribuições estatísticas para duração de rampa observada no respectivo ano. Para cada uma das durações de rampa observadas, são mostradas, através das distribuições, as amplitudes e as variações médias atingidas.

Figura 3.7 - Distribuição das rampas de geração hidrelétrica



Comparando as rampas ocorridas nos anos de 2018 e 2021, observa-se:

- Um maior número, em 2021, de rampas com duração superior a 4 horas, com exceção das rampas de 7, 8 e 9 horas. Nesse contexto, percebe-se, em 2021, rampas com duração superior a 14 horas, máximo observado em 2018;
- Em relação à concentração das ocorrências de rampa nesses dois anos, nota-se um moderado deslocamento, em geral, para valores menores de amplitude. Ou seja, dadas as respectivas durações, observam-se rampas com menor amplitude. Em 2018, as inclinações médias se concentram em torno de 2 GW/h, nas rampas com duração superior de 4 a 11 horas, enquanto em 2021 a concentração se dá em torno de valor inferior a 2 GW/h;
- Como a variação média, ou inclinação, da rampa é dada pela razão entre a amplitude e a duração, em um comportamento mais representativo, rampas menos inclinadas.

Ao se analisar as constatações acima, deve-se ressaltar que em 2021 houve, em praticamente todo o ano, uma política de redução da geração hidrelétrica, em função da crise hídrica, que demandou adoção de medidas adicionais visando a preservação dos armazenamentos nos reservatórios de usinas hidrelétricas. Nesse contexto, a pouca variação entre 2018 e 2021, inclusive com amplitudes e inclinações menores em muitas faixas de duração, está fortemente relacionada à essa política de menor uso das hidrelétricas.

Por sua vez, ao comparamos os anos de 2021 e 2023, observa-se:

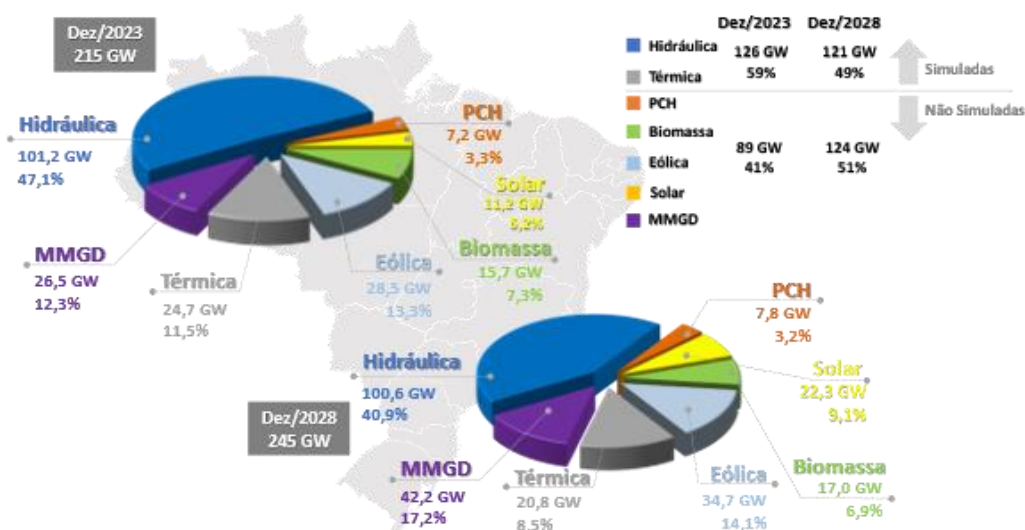
- Que em 2021, a concentração das rampas de 4 a 11 horas se situou em uma faixa de inclinação inferior a 2 GW/h e, em 2023, as rampas com duração superior a 4 horas apresentaram, consistentemente, inclinações acima de 2 GW/h, com flutuações em torno de 3 GW/h nas rampas de 5 e 8 horas;
- Em relação às amplitudes observadas em 2021, poucas foram as rampas observadas com valores acima de 20 GW. Porém, em 2023, 25% das rampas de 5 horas, 16 ocorrências, superaram esse valor. E das rampas de 6 a 8 horas, mais da metade das ocorrências superaram os 20 GW. Das rampas de 9 e 10 horas de duração, ainda com um número expressivo de ocorrência, mais da metade das ocorrências foram superiores a 25 GW. Foram observadas ainda 4 rampas de 13 horas de duração concentradas em torno de 30 GW de amplitude.

Em geral, pode-se notar um aumento expressivo, em 2023, na frequência de rampas com amplitude superior a 20 GW, pouco frequentes nos anos de 2018 e 2021. Além da percepção de rampas, nesse último ano, com amplitude superior a 30 GW.

4 Tendência para os Próximos Anos – Horizonte 2025 a 2028

A redução da participação dos recursos despacháveis e aumento da participação de recursos lastreados em energia solar na matriz de energia elétrica continuará sendo a tendência no horizonte de planejamento do ONS. A título de ilustração, a Figura 4.1 apresenta a capacidade instalada projetada para o final de 2028 em comparação com a verificada no final de 2023, conforme dados do PEN 2024.

Figura 4.1 - Capacidade Instalada no SIN 2023 x 2028 – PEN 2024



Observa-se a redução na participação dos recursos despacháveis, formado pelas hidrelétricas e termelétricas, passando do 58,6% em 2023 para 49,4% em 2028. Além disso, tem-se um aumento considerável na participação conjunta da fonte solar centralizada e distribuída, que passa de 17,5% para 26,3%.

O objetivo deste capítulo é estender as análises do capítulo 3 para o horizonte 2025-2028. Para tal foram consideradas a evolução das capacidades instaladas das fontes e mercado de energia com base no deck NEWAVE do PEN 2024, que foram conjugadas com perfis horários projetados da curva de carga e da geração eólica, fotovoltaica e MMGD.

4.1 Amplitude Diária da Geração Hidrelétrica

Tendo os valores médios mensais resultantes da elaboração do PEN 2024, foram obtidas curvas horárias de um dia representativo de cada mês, representando distintamente dias úteis e domingos.

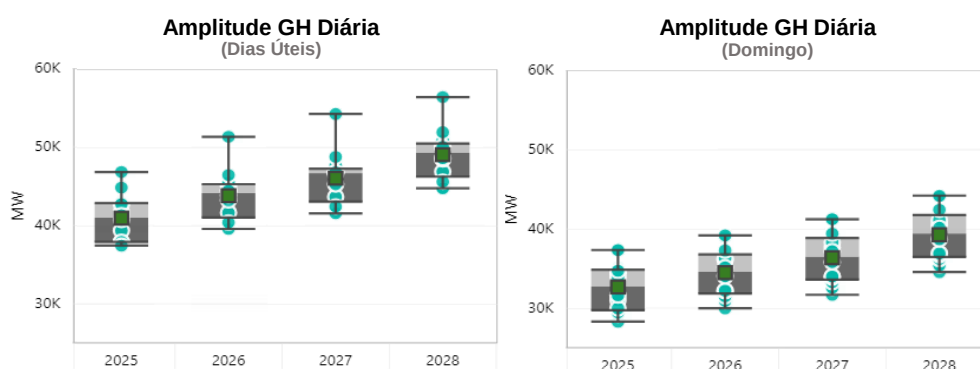
Para a demanda e as gerações eólica e fotovoltaica, centralizada e distribuída, foram considerados perfis horários típicos. Por sua vez, para as usinas termelétricas e hidrelétricas não despachadas centralizadamente, foi considerado valor único, por mês, igual ao valor médio considerado.

Para as gerações termelétricas centralizadas, também foi considerado valor único, por mês, igual à inflexibilidade considerada na elaboração do PEN 2024. A escolha pela inflexibilidade visa representar uma condição de baixo requisito de geração termelétrica para atendimento energético, situação que expõe mais a necessidade de flexibilidade operativa por parte das usinas hidrelétricas.

Por fim, a geração hidrelétrica foi dimensionada para atender o balanço horário carga-geração, considerando as curvas de demanda e geração citadas acima.

A partir da análise dessas curvas horárias, a Figura 4.2 ilustra a evolução da amplitude diária da geração hidrelétrica, agregada por ano, projetada para os anos de 2025 a 2028. Para facilitar a análise, faz-se distinção em relação ao perfil de demanda ao longo do dia, considerando-se um perfil representativo de dias úteis e outro perfil representativo de um domingo, onde, em geral, se atingem valores mais reduzidos de demanda.

Figura 4.2 - Distribuição das amplitudes diárias de geração hidrelétrica – Projeção 2025-2028



Nota-se que a amplitude diária da geração hidrelétrica continua crescente na projeção para os próximos anos, atingindo valores médios próximos a 50 GW. Ou seja, espera-se que a geração hidrelétrica, visando atender o desequilíbrio entre demanda e geração intermitente, tenha que excursionar por faixas de geração

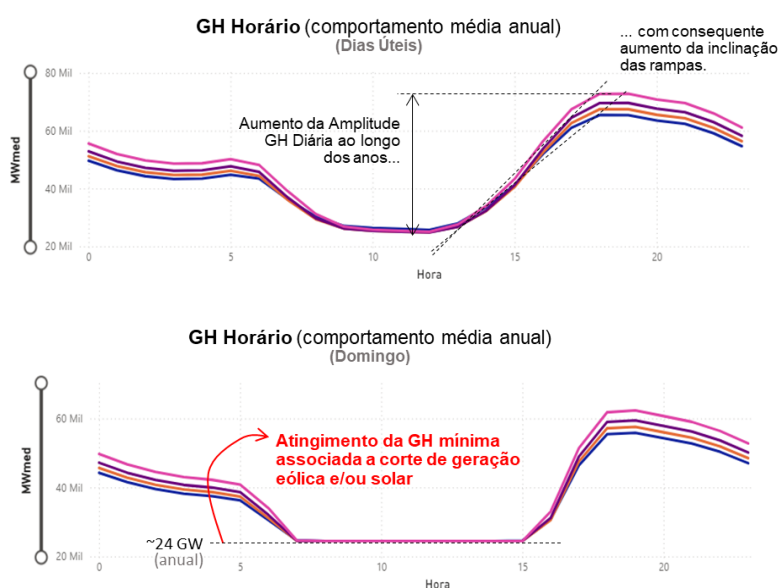
cada vez mais largas ao longo do dia. Isto se deve pela continuidade da expansão com fontes intermitentes, eólica e fotovoltaica, assim como pela expansão da MMD.

Comparando-se a evolução das amplitudes diárias da geração hidrelétrica, projetadas para os dias úteis, em relação aos domingos, percebe-se um crescimento menor nas amplitudes médias projetadas para os domingos. Ao se resgatar os resultados da análise dos dados verificados, os finais de semana apresentaram amplitudes suavemente maiores nos últimos anos, principalmente em função da necessidade de redução da geração para atender uma demanda mais reduzida e em seguida elevar acentuadamente a geração para atendimento à ponta de carga.

Esse comportamento continua sendo o esperado, mas o menor crescimento das amplitudes diárias de geração hidrelétrica nos domingos, em relação aos dias úteis, se deve ao atingimento com uma frequência muito maior nos finais de semana, dos limites mínimos de geração hidrelétrica e, conseqüentemente, à necessidade de corte de geração nas fontes eólica e/ou fotovoltaica. Dessa forma, a faixa pela qual a geração hidrelétrica excursiona fica limitada nos períodos de demanda muito reduzida.

Visando facilitar o entendimento da análise anterior, a Figura 4.3 mostra a média anual da geração projetada para os próximos anos, agregada pelos horários do dia. Além disso, fez-se também a distinção entre dia úteis e domingos.

Figura 4.3 - Distribuição das amplitudes diárias de geração hidrelétrica – Projeção 2025-2028



Percebe-se a forte influência da disponibilidade dos recursos baseados na energia solar, fotovoltaica centralizada e MMGD, diminuindo a necessidade de geração hidrelétrica no meio do dia, podendo se aproximar dos seus valores mínimos de geração. Nos momentos de baixa ou nenhuma contribuição da fonte solar, no início e fim do dia, espera-se que a geração hidrelétrica tenha que atingir valores médios cada vez maiores para atendimento às demandas líquidas crescentes.

Nesse contexto, variações horárias e rampas de geração hidrelétrica deverão ocorrer com amplitudes crescentes, em um comportamento médio, podendo se tornar conflitantes com as restrições operativas impostas aos reservatórios e usinas hidrelétricas. Dessa forma, fazem-se necessárias medidas visando prover flexibilidade operativa para o SIN, sejam medidas estruturantes, através da contratação de recursos que agreguem essa flexibilidade, sejam medidas operativas adicionais visando a flexibilização de restrições que limitam a flexibilidade prestada pelos recursos já existentes.

Nos períodos de carga reduzida durante o dia, representados na Figura 4.4 pela projeção da curva nos domingos, deverá ser cada vez mais frequente o atingimento dos valores mínimos de geração hidrelétrica, com a necessidade de cortes, em montantes crescentes, de geração eólica e fotovoltaica.

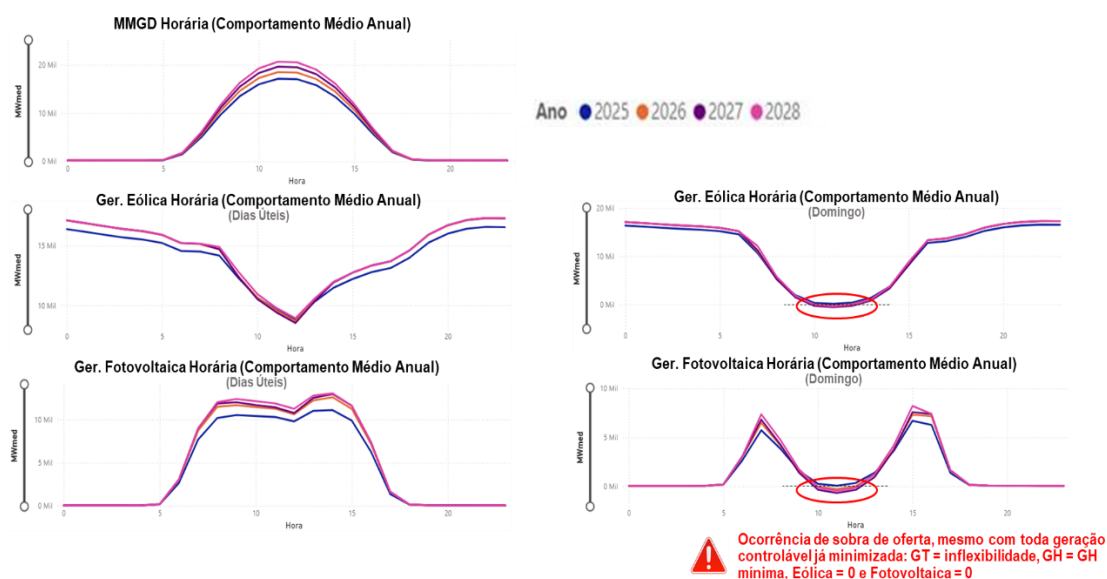
Em função de não haver alterações significativas no parque hidrelétrico ao longo do horizonte avaliado, os valores mínimos de geração hidrelétrica foram considerados com base no histórico de 2018 a 2023. Para isso, identificou-se a geração mínima atingida, mês a mês, neste horizonte. A geração hidrelétrica mínima mensal considerada na análise foi obtida pela média dos meses de 2018 a 2023, excluindo-se da conta o ano de 2021, em função da operação de minimização da geração com adoção de medidas operativas especiais. As gerações hidrelétricas mínimas consideradas na análise estão listadas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Geração hidrelétrica mínima considerada na avaliação

Mês	GH Mínima	Mês	GH Mínima
Jan	27.307	Jul	21.111
Fev	31.165	Ago	19.754
Mar	31.318	Set	20.252
Abr	27.350	Out	20.054
Mai	24.177	Nov	22.815
Jun	23.223	Dez	25.096
		Ano	24.425

Para ilustrar o impacto da maior participação dos recursos baseados em energia solar no atendimento a curva de carga, a Figura 4.4 mostra o perfil típico de geração esperado para as gerações eólica e fotovoltaica, assim como para a MMGD, para os anos de 2025 a 2028.

Figura 4.4 - Perfil médio esperado para os recursos intermitentes – Período 2025 - 2028



A primeira coluna de figuras mostra o comportamento esperado nos dias úteis, enquanto a segunda coluna se refere ao comportamento nos domingos, representando os períodos de demanda mais reduzida. A MMGD está na primeira coluna, mas se aplica às duas situações, já que não foi prevista redução na disponibilidade deste recurso, mantendo-se seu perfil inalterado.

Percebe-se que, tanto nos dias úteis quanto nos domingos, a necessidade de valores crescentes de redução nas gerações eólica e fotovoltaica, em função de sobre energética no meio do dia.

Além disso, como destacado na Figura 4.4, nos períodos de demanda reduzida, representados no estudo pelo perfil de domingo, observa-se a necessidade, em alguns horários, de corte pleno da geração eólica e fotovoltaica. Adicionalmente, observa-se que, nos horários de pico de disponibilidade da MMGD, o corte pleno de geração eólica e fotovoltaica não é suficiente para eliminar a sobreoferta de energia. Como não foi considerado corte de geração hidrelétrica além da geração mínima, da geração termelétrica além da inflexibilidade e da MMGD, essa

condição é representada pelo atingimento de valores negativos, por parte da curva de perfil das fontes eólica e fotovoltaica.

Nestes períodos, poderá ser necessária, visando restabelecer o equilíbrio impactado pela sobreoferta, redução adicional de geração hidrelétrica, para além da geração mínima considerada, e/ou termelétrica, para além da inflexibilidade considerada, e/ou de MMD.

Neste contexto, poderá ocorrer situações em que, já estando com os demais recursos de geração minimizados, o corte pleno nas gerações eólica e fotovoltaica centralizadas poderá não ser suficiente para eliminar a sobreoferta. Desta forma, ações devem ser discutidas de forma a manter a estabilidade e segurança elétrica nessas condições, por exemplo, o investimento para que as distribuidoras consigam controlar o despacho dos recursos de geração distribuída conectados às suas redes, de forma coordenada com o ONS.

5 Conclusões

A inserção de fontes intermitentes, como a energia eólica e fotovoltaica, no Sistema Interligado Nacional (SIN), vem exigindo maior flexibilidade operativa das fontes convencionais, especialmente das hidrelétricas, que são mais controláveis e capazes de regular a potência disponível. A expansão da Mini e Micro Geração Distribuída (MMGD) também tem contribuído para essa dinâmica, com quase que a totalidade da geração proveniente de fontes fotovoltaicas.

O acompanhamento de métricas como a amplitude diária e variação horária da geração hidrelétrica nos ajudam a entender o serviço de flexibilidade operativa que vem sendo prestado por esse recurso de geração. Desde 2022, período coincidente com o crescimento da participação de recursos fotovoltaicos, vem ocorrendo um aumento significativo nas amplitudes diárias e nas rampas de geração hidrelétrica. Com a continuidade da expansão se dando predominantemente a partir de fontes intermitentes, esse comportamento tende a continuar se verificando.

Neste contexto, ações devem ser discutidas de forma a definir critérios que permitam avaliar a adequação da flexibilidade operativa provida pelo parque gerador aos requisitos sistêmicos, assim como incorporar tais critérios nos estudos de expansão da geração. Adicionalmente, seria de grande importância a adequada precificação deste recurso, valorizando assim atributos necessários para garantir a segurança operativa do SIN.

É importante avançar nas discussões relacionadas ao controle, por parte das distribuidoras, do despacho dos recursos de geração distribuída conectados às suas redes, de forma coordenada com o ONS, de modo a eliminar sobreofertas no meio do dia.

Lista de figuras e tabelas

Figura 1.1 – Geração verificada no SIN, por fonte – Período de 2000 a 2023	4
Figura 1.2 - Geração verificada no SIN, por fonte – Período de 2000 a 2023	5
Figura 2.1 - Exemplos de amplitude diária da demanda e principais recursos de geração	9
Figura 2.2 - Exemplos de rampas horárias da demanda e dos recursos de geração rampas horárias da demanda e dos recursos de geração	10
Figura 2.3 - Conceito de amplitude e duração de uma rampa	10
Figura 3.1 - Evolução dos máximos e mínimos diários de geração hidrelétrica no SIN	11
Figura 3.2 - Média anual das amplitudes diárias de geração hidrelétrica no SIN.2 – Média anual das amplitudes diárias de geração hidrelétrica no SIN	12
Figura 3.3 - Distribuição das amplitudes diárias de geração hidrelétrica no SIN	13
Figura 3.4 - Distribuição das amplitudes diárias de geração hidrelétrica em finais de semana	14
Figura 3.5 - Distribuição das variações horárias da geração dos recursos despacháveis	15
Figura 3.6 - Distribuição das variações horárias, discriminadas pela hora do dia	17
Figura 3.7 - Distribuição das rampas de geração hidrelétrica	20
Figura 4.1 - Capacidade Instalada no SIN 2023 x 2028 – PEN 2024	22
Figura 4.2 - Distribuição das amplitudes diárias de geração hidrelétrica – Projeção 2025-2028	23
Figura 4.3 - Distribuição das amplitudes diárias de geração hidrelétrica – Projeção 2025-2028	24
Figura 4.4 - Perfil médio esperado para os recursos intermitentes – Período 2025 - 2028	26
 Tabela 4.1 - Geração hidrelétrica mínima considerada na avaliação	 25